Mantenimiento basado en la confiabilidad de Transformadores de Potencia de Alta Tensión

John Sabau, INSOIL, Canadá; Eduardo Briosso, CTM Salto Grande

***Resumen*-- En los últimos años, ASTM Internacional desarrolló varios métodos de ensayo para evaluar las propiedades analíticas de aceites derivados del petróleo, nuevo y envejecidos dentro de transformadores. También fueron desarrollados métodos de mantenimiento mejorados tendientes a evitar el deterioro prematuro de la aislación papel-aceite. Ahora podemos establecer una relación cuantitativa entre la cantidad de impurezas originadas en el aceite responsables de la formación de fallas eléctricas incipientes, inevitablemente seguidas por el gaseo del aceite. Estas mejoras dotan a los planificadores del mantenimiento de transformadores de alta tensión de la posibilidad sin precedentes de impedir de forma económica el proceso de deterioro de la aislación líquida bajo el impacto de la solicitación eléctrica, térmica y química. Como resultado, manteniendo la aislación líquida en inmejorables condiciones durante toda la vida del transformador, se puede mejorar su confiabilidad a la vez que extender su expectativa de vida.**

***Palabras Clave*-- Aislación papel-aceite, análisis de aceite, estabilidad del aceite, mantenimiento predictivo.**

I. INTRODUCCION

En la actualidad la condición de deterioro durante el servicio de la aislación interna de los bobinados se establece en base al resultado del análisis de gases disueltos en aceite (DGA) y otros ensayos físico/químicos. La idea es analizar la naturaleza de fallas eléctricas incipientes a través de la tasa de gases generados y de su composición química. En lugar de determinar la causa real de la deficiencia, el énfasis se pone en interpretar de forma empírica las particularidades del gaseo, de acuerdo por ejemplo a la Guía de Interpretación de Gases Generados en Transformadores inmersos en aceite de la IEEE [1].

La variación lenta de la acidez total, tensión interfacial y factor de disipación dieléctrica del aceite en etapas tempranas de la vida del transformador, da la impresión de que no surgen productos de deterioro debido al llamado período de inducción. Es por esto que el gaseo del aceite se atribuye solamente a las fallas eléctricas incipientes. En realidad, los productos de deterioro originados en el aceite surgen desde el primer día en servicio pero son absorbidos por la gran superficie de aislación de papel. Si los productos de deterioro se determinan como trazas de impurezas usando los nuevos métodos de ASTM, es obvio que tal período de inducción no existe.

II. BASE TEORICA

Básicamente, hay tres Fuentes de energía capaces de transformar moléculas inestables de hidrocarburos en productos de deterioro. Una de ellas es el fuerte campo electro-magnético que dispara el proceso de inyección de electrones libres en la aislación líquida. El segundo es la energía térmica generada por la parte activa del transformador. Finalmente, la agresividad del oxígeno disuelto – aproximadamente 20,000 ppm. en equilibrio en el caso de unidades que respiran a la atmósfera – provee la fuente de energía química para el proceso de descomposición. Las dos primeras están siempre presentes mientras que los daños causados por el oxígeno disuelto son evitables.

A. Stress eléctrico

La solicitación eléctrica suministra la energía para la ruptura de los vulnerables enlaces covalentes (aproximadamente 4 eV). El campo eléctrico interactúa con la química de los aceites aislantes por medio de un mecanismo descrito por Forster [2]. Este consiste en electrones que escapan de la banda de conducción y logran abandonar la superficie del metal conductor, especialmente durante los muy cortos pero frecuentes transitorios de tensión a que se encuentran sometidas las máquinas. [3]. La colisión de estos electrones libres, inyectados dentro de la aislación líquida, es seguida de forma inevitable por la excitación de las moléculas de hidrocarburo según

$$M + h\upsilon \rightarrow M^*$$

Mientras que las moléculas estables que alcanzan su nivel de excitación singlet usualmente liberan la energía absorbida como un quantum luz sin otro efecto:

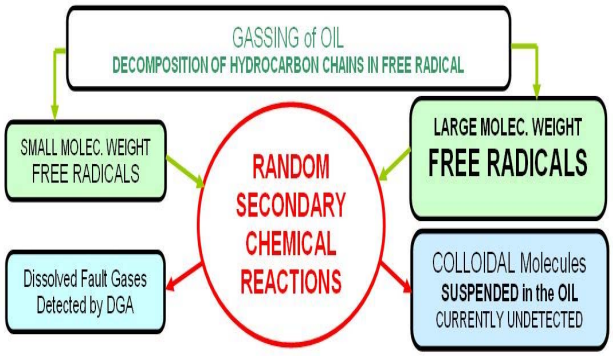
$$M^* \rightarrow M + h\upsilon$$

Las moléculas vulnerables se decomponen y generan un par de radicales libres. El hecho importante de que ambos fragmentos tienen un electrón no apareado y por tanto son químicamente muy reactivos es actualmente ignorado

$$R\text{-}R' + h\upsilon \rightarrow R\bullet + R'\bullet$$

Por medio de reacciones químicas secundarias, las fracciones pequeñas de las moléculas rotas generan usualmente un gas que se disuelve en el aceite sin modificar el sistema de una fase. Por el contrario, por la colisión de dos radicales libres grandes de aproximadamente el mismo tamaño surgen grandes moléculas coloidales insolubles en la mezcla.

La acumulación de tales suspensiones sub microscópicas que pasan desapercibidas generan un sistema de dos fases. Estas tapan los poros de la aislación de papel y llevan a la formación de los puntos calientes. Finalmente, cuando radicales libres de cualquier tamaño capturan un electrón se convierten en un portador de carga. La acumulación de esas moléculas ionizadas aumenta el facto de disipación del aceite.



La capacidad del aceite para resistir la descomposición se determina por medio del test ASTM D 2300 “Standard Test Method for Gassing of Insulating Oils Under Electrical Stress and Ionization” [4]. De acuerdo a la Sección 4.3 de este ensayo de resistencia “Este método de ensayo mide la tendencia de los aislantes líquidos a absorber o emitir gas bajo condiciones de solicitación eléctrica e ionización basadas en la reacción con el hidrógeno, gas predominante en las descargas parciales”. Mientras el gaseo de un aceite aislante nuevo o envejecido no pueda ser medido con exactitud, es prácticamente imposible identificar las variables que podrían haber causado un incremento en la concentración de gases de falla.

Consecuentemente, fue desarrollado el ensayo alternativo ASTM D 6180. Este “Standard Test Method for stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharges” [5] puede medir la cantidad de gases generados por aceites nuevos, en uso o regenerados sometidos a solicitación eléctrica. Adicionalmente, se determinan los efectos colaterales de la descomposición de las cadenas de hidrocarburos, por medio de la medición del incremento de la turbidez y el factor de disipación del aceite [6].

B. Stress Térmico

El calor producido por el núcleo magnético y los bobinados es otro factor contribuyente al gaseo del aceite. El estado “base” de una molécula es su estado normal y corresponde a la mínima energía. La absorción de energía por una molécula resulta en tres tipos de transiciones: rotacional, vibracional y electrónica.

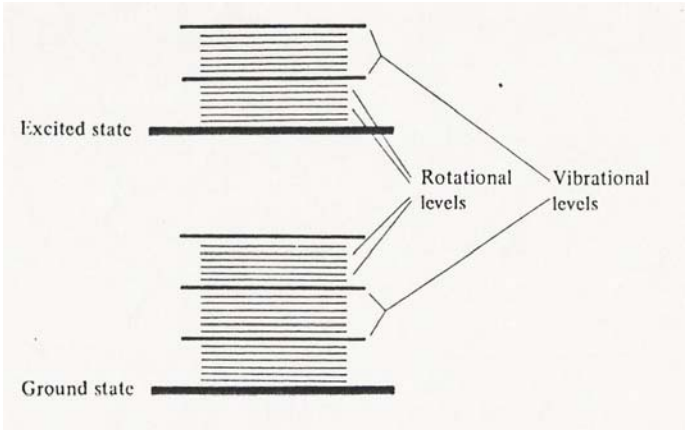


FIG. 1 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA ENERGÍA POTENCIAL DE UNA MOLÉCULA.

Igual que las transiciones electrónicas, las energías de rotación y vibración están quantizadas. Las energías correspondientes a transiciones electrónicas están entre 40 y 250 kcal/mol, mientras que aquellas correspondientes a las transiciones rotacionales y vibracionales son mucho más pequeñas, 1-10 kcal/mol y 0-1 kcal/mol respectivamente. Se sigue entonces que, para cada nivel electrónico de una molécula, hay varios sub niveles vibracionales, y por cada nivel vibracional hay varios sub-niveles rotacionales [7] [8]. En condiciones de operación normal la temperatura del aceite es usualmente menor de 100 oC. En estas circunstancias principalmente la energía rotacional y vibracional de las cadenas de hidrocarburos es incrementada, mientras que la división de un enlace covalente tiene lugar solamente cuando se alcanza el nivel de excitación electrónica. Sin embargo, ciertas moléculas con enlaces débiles pueden acumular suficiente energía para alcanzar el nivel de excitación electrónico y descomponerse. Este fenómeno se conoce en al literatura técnica como “stray gassing”. Recientemente, a los efectos de determinar esta inestabilidad química ASTM desarrolló la Norma D 7150 titulada “Standard Test Method for the Determination of Gassing Characteristics of Insulating Liquids Under Thermal Stress at low Temperature” [9]. Desde que el calor aumenta la movilidad de los radicales libres generados por el gaseo del aceite, favorece entonces las reacciones químicas secundarias aleatorias que preceden la formación de gases detectados por DGA.

C. Stress químico

La propiedad natural del aceite de disolver 10% de aire en volumen, asociada con el efecto catalítico del cobre es también dañina. Los productos de deterioro oxidativo solubles son adsorbidos en la gran superficie de las fibras de celulosa mientras que las suspensiones coloidales insolubles tapan los poros de la aislación de papel. Para evitar el deterioro prematuro de la aislación papel-aceite, la mayoría de los transformadores en los U.S. son sellados. Aparentemente, esta es una medida de mantenimiento justificada económicamente a partir del hecho de que el deterioro oxidativo del aceite no se puede monitorear con exactitud. La medición de IFT y TAN no es suficientemente exacta. Es por eso que fue desarrollado

el nuevo método de ensayo D 6802, titulado "Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry" [10]. Permite la determinación paso a paso de productos de deterioro oxidativo generados por el aceite como trazas de impurezas [11].

Por décadas, se ha creído que los inhibidores de oxidación pueden, de forma exitosa, evitar el deterioro oxidativo del aceite.

Esta solución técnica no tiene en cuenta el hecho de que la molécula de Oxígeno es un radical libre ya que le faltan dos electrones. Por lo tanto, bajo el impacto de la solicitación eléctrica, los inhibidores de oxidación no pueden impedir el deterioro oxidativo de la aislación papel-aceite.

III. RESULTADOS

Presentamos resultados obtenidos de ensayos de aceites de varias unidades Transformadoras de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande según ASTM D6802.

Los ensayos fueron hechos entre 2004 y 2008. En 2004 solo un laboratorio en Canadá realizaba el ensayo, hoy en día dos laboratorios más (uno en Suecia y otro en Filipinas) lo han agregado a su batería de ensayos corrientes de aceites. La Universidad de Quebec en Chicoutimi lo está usando en el marco del programa ISOLIME

Los ensayos realizados en 2005, y un ensayo especial de oxidación acelerada -según ASTM D2440- con extracción periódica de muestras, fueron repetidos por los tres laboratorios y los resultados fueron coincidentes. Para este último ensayo se usó aceite nuevo de una de las marcas en uso en CTM.

Salto Grande ha adquirido recientemente un espectrofotómetro UV-vis para realizar este ensayo que ha demostrado ser muy sensible al deterioro del aceite.

1) *Resultados ASTM D6802 en una unidad con la membrana de goma pinchada.*

Una unidad puesta en servicio en 5/1999 cambió su contenido de gases disueltos O2 y N2 por DGA.

En ese entonces enviamos muestras de aceite de todas las unidades elevadoras de generador a Benchmark Analytical (el laboratorio canadiense que mencionamos antes). Los resultados reforzaron la idea de que estaba entrando aire en esa unidad Se inspeccionó y se encontró que la membrana de goma estaba pinchada.

La Fig. 2 muestra las variaciones (filtradas) de los gases O2 y N2. La Fig. 3 muestra los resultados según ASTM D6802.

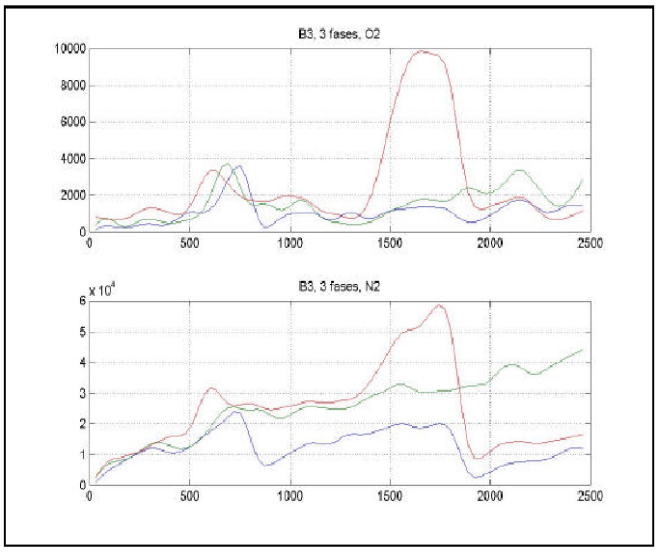


FIGURA 2
BANCO 3, O2 Y N2, EJE "X": DÍAS A PARTIR DE LA ENTRADA EN SERVICIO DEL BANCO (05/99)

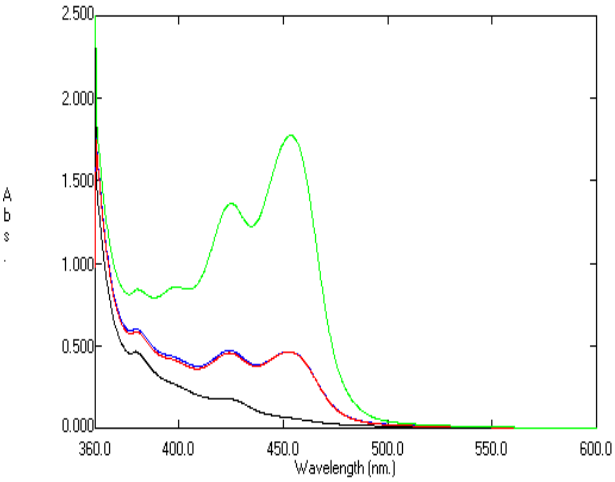


FIGURA 3
BANCO 3 , ABSORBANCIA, ACEITE NUEVO VS. ACEITE DE LAS TRES FASES.

2) *Resultados del ensayo ASTM D6802 en varias unidades "hermanas".*

Se comparan varias unidades de tres fabricantes identificados como A, B y C.

a) Fabricante "A".

Las unidades están selladas y tienen unos 9 años en servicio. El aceite es Nynas GX 11 Inhibido. La absorbancia del aceite nuevo es ~ 40.

Unidad	2004	2005	2007	2008
B1R	71.2	85.7	134	182
B1S	58.1	67.5	105	142
B1T	56.0	64.3	98	129
B3R	58.8	71.2	115	157
B3S	**57.3**	**75.9**	**133**	**215**
B3T	**135**	**167**	**203**	**231**
B5R	44.3	51.1	94.2	146
B5S	45.9	63.3	84.6	126
B5T	38.2	53.2	71.6	105

TABLA I
BANCO 3, ABSORBANCIA, ACEITE NUEVO VS. ACEITE DE LAS TRES FASES.

De la cromatografía:

- Todas las unidades tienen el mismo diagnóstico normal.
- Los niveles de CO y CO2 fueron altos en los primeros dos años, luego se estabilizaron.
- Las fluctuaciones en los niveles de N2 y O2 sugieren que entra aire.
- En B3T se reemplazó una membrana rota en 2004, B3S muestra la máxima tendencia creciente de N2 y O2.

Todos los demás indicadores (TAN, tgδ, IFT, etc.) son normales y similares entre unidades.

b) Fabricante "B"

Las unidades son selladas y tiene unos 7 años en servicio. El aceite es NYNAS 10 GBN. No tenemos disponible el dato de absorbancia del aceite nuevo.

Unidad	2004	2005	2007	2008
B4R	7.5	8.3	18.8	17.8
B4S	9.2	10.7	14.0	20.0
B4T	**28.8**	**50.8**	**102**	**139**
B6R	7.7	14.5	14.0	16.1
B6S	5.5	6.5	7.7	11.9
B6T	**8.5**	**10.3**	**13.4**	**23.1**

TABLA II
BANCO 3, ABSORBANCIA, ACEITE NUEVO VS. ACEITE DE LAS TRES FASES.

De la cromatografía:

- B4T genera mucho más CO que los demás.
- N2 es también 4 a 5 veces más alto en las unidades B4T, B6R y B6T. Este hecho solo se puede interpretar como consecuencia del ingreso de aire. El N2 es detectado en la DGA mientras que el O2 se consume.
- Las tres unidades tienen diagnóstico de "falla térmica T1".

Todos los demás indicadores (TAN, tgδ, IFT, etc.) son normales y similares entre unidades.

a) Fabricante "C".

Las unidades respiraron a la atmósfera por 24 años, luego fueron selladas. El aceite es YPF65 no inhibido. No tenemos disponible el dato de absorbancia del aceite nuevo.

La absorbancia de la fase "C" es casi el doble de la de las demás fases.

Unidad	D6802 Año 2005	Tgδ @90oC, % Año 2005
Fase R	107	2
Fase S	124	3
Fase T	199	5

TABLA III
ABSORBANCIA Y TGD EN 2005.

Esta unidad fue regenerada en línea durante 4 meses con un equipo VELCON de bajo caudal (5 Gal. / min.), obteniéndose una pequeña mejora en el aceite. Hay que tomar en cuenta que el tiempo no fue el adecuado para el volumen -17,000 lts- y las condiciones del aceite.

Unidad	D6802 Año 2008	Tgδ @90oC, % Año 2005
Fase R	136	2
Fase S	151	3
Fase T	315	4

TABLA IV
ABSORBANCIA Y TGD ACTUALES.

a) Fabricante "D".

Las siguientes unidades respiraron a la atmósfera por 22 años, luego fueron selladas. Se cambió el aceite y se realizó en 2004, un proceso de Hot Oil Spray.

Unidad	2004	2007	2008
B7R *2,*3	28	20	22
B7S *1	277	98	100
B7T *3	236	36	34
B8R	404	57	57
B8S	391	49	46
B8T	372	48	48

TABLA V
BANCO 3, ABSORBANCIA, ACEITE NUEVO VS. ACEITE DE LAS TRES FASES.

*1 Se colocó aceite usado en 2004.
*2 Ingresa aire (N2 creciente, no muy alto aún).
*3 Presencia de descargas parciales.

Las unidades B2S y B2T son selladas desde la puesta en servicio en 1996/7.

Unidad	2004	2007	2008
B2S	76	81	79
B2T	73	85	82

TABLA VI

ABSORBANCIA

En general se trata de unidades herméticas.

IV. ESTABILIDAD DEL ACEITE BAJO STRESS ELECTRICO

Dos aceites de diferente fabricante fueron ensayados según ASTM D6180 (Estabilidad bajo el campo eléctrico). Los resultados se muestran en la tabla VII.

Propiedad	Aceite Tipo "1"	Aceite Tipo "2"
Incremento de Presión [Pa]	2400	6400
Tg(δ) final %	3.7	1.1
Turbidez Unidades NTU	2.8	1.2
D6802-02 Área final/inicial	31.4/45.1	34.4/34.2

TABLA VI

Ver como el aceite con menor gaseo se deterioró mucho más que el otro según los tres indicadores (tgδ, Turbidez e índice de absorción).

V. CONCLUSIONES

La incapacidad del aceite de resistir la descomposición bajo el impacto de la solicitación térmica y eléctrica es la causa primaria del gaseo del aceite.

El gaseo del aceite (descomposición de las cadenas de hidrocarburos) genera radicales grandes y pequeños. Los gases de falla y los productos coloidales surgen a través de reacciones químicas secundarias.

Por tanto, el intento de diagnosticar la naturaleza de las fallas eléctricas incipientes por medio del análisis de los gases disueltos (DGA) es un procedimiento empírico.

El primer paso hacia el mejoramiento de la exactitud de la DGA y para detener el deterioro por oxidación de la aislación papel-aceite, debe ser la remoción del oxígeno disuelto.

Para evaluar la capacidad del aceite para resistir la descomposición bajo el impacto del stress eléctrico, su tendencia a al gasificación debe ser determinada en condiciones de laboratorio según el ensayo ASTM D 6180.

Para monitorear los efectos colaterales del gaseo en aceites en uso se debe medir la turbidez usando el ensayo ASTM D 6181.

Aceites elegidos de acuerdo a estos criterios, junto con ensayos simples como la absorción de luz en el espectro visible y la turbidez pueden significar un incremento en la expectativa de vida de los equipos.

Quizás necesite aún demostrarse por medio de ensayos de laboratorio en modelos que estos conceptos realmente resulten en una aislación con mejor performance térmica de largo plazo, mayor tensión de incepción de descargas parciales, y por tanto, mayor duración.

VI. REFERENCIAS

[1] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. IEEE StdC37.104-1991

[2] Forster, E.O. "Electrical breakdown in dielectric fluids", ASTM Monograph 2, Engineering Dielectrics, vol. III, chapter 3, January 1994.

[3] D. Armanini, O. Bosotti, A. Centenari, A. Ghirelli, A. Romani, and F. Vallini, et al, "Aging and deterioration of HV current transformer insulation by very fast transient over voltages," L'Energia Electrica, No. 5, pp 251-256, 1989.

[4] ASTM Designation D 2300, Standard Test Method for Gassing of Insulating Oils Under Electrical Stress and Ionization (Modified Pirelli Test), Vol. 10.03.

[5] ASTM Method D 6180, Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharge, Vol. 10.03.

[6] Sabau, J. and Stockhuyzen, R. "The Side Effects of Gassing in Transmission Power Transformers"

[7] Proceedings of the 2000 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Victoria, BC, Canada, October 15-18, 2000. Vol. 1, pp 264-267.

[8] Mousseron-Canet, M. and Mani, J.C. "Photochemistry and Molecular Reactions", Dunod, Paris, 1969.

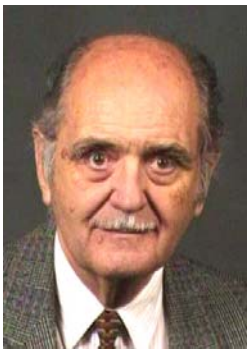
[9] ASTM Designation D7150, Standard Test Method for the Determination of Gassing Characteristics of Insulating Liquids Under Thermal Stress at Low Temperature, Vol. 10.03.

[10] ASTM Designation D 6802, Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry, Vol. 10.03.

[11] T.K.Saha, M. Darveniza, D.J.T. Hill, Z.T. Zao and G. Yeung, "Te Application of Interfacial Polarization Spectra for Assesing Insulation Condition in Aged Power transformers". 12-202, CIGRE Session 1998.

VII. BIOGRAFIAS

Eduardo Briosso, es Jefe de Departamento Subestaciones de la CTM Salto Grande. Graduado en la Universidad de la República en 1981 como Ingeniero Industrial, Opción Electrónica. Desde entonces se desempeñó en varias posiciones relacionadas con la trasmisión de energía en alta tensión. Comenzó en el Departamento de Protecciones Eléctricas de Trasmisión en UTE –empresa estatal de electricidad Uruguaya-, luego pasó a la CTM de Salto Grande (Empresa Binacional Argentino-Uruguaya) donde comenzó trabajando en el sector Protecciones y Mediciones, luego en Ingeniería de Operación y más tarde en la posición que hoy ocupa. Su dirección de e-mail es: briossoe@saltogrande.org



John Sabau es un especialista en química-física de aceites aislantes e investigador principal de INSOIL Canadá Ltd., la que fundó luego de emigrar a Canadá. Luego de graduarse en la Universidad de Bucarest, donde estudió química, ingresó a la empresa eléctrica de su país nativo: Rumania. Durante treinta años como director de laboratorio en la industria eléctrica de potencia estudió el impacto de la solicitación eléctrica en la química de la aislación líquida de los transformadores de potencia de alta tensión. Luego de emigrar a Canadá in 1985, desarrolló varias tecnologías y procedimientos de ensayo de laboratorio diseñados para mejorar la confiabilidad de los transformadores de potencia por medio de la mejora de la química de los aceites minerales aislantes. Su dirección de e-mail es: jsabau@insoil.ca